論 文

傾斜坑井デザインにおける生産システムの最適化

藤 井 光*

(Received December 18, 2000 ; accepted May 11, 2001)

Production systems optimization in designing deviated wells

Hikari Fujii

Abstract: In the design of deviated well trajectories, the minimization of torque and drag has conventionally been one of the most important factors to be considered. Once the well starts production, however, the trajectories of the deviated wells become strongly influential on the vertical pressure loss performance in tubings. Well trajectories, therefore, need to be well-optimized using production engineering-based evaluations for minimizing the pressure loss in the vertical flow in tubings and hence for maximizing the production rate from the reservoir.

In this paper, well trajectories and tubing parameters of deviated wells were optimized in terms of profit-based objective functions. The net present values from the well production operations, after discounting the well drilling costs, were defined as the objective function for optimization. In the optimization process, Newton-type methods, the polytope method and Genetic Algorithms were applied and their efficiency and stability in optimization calculations were investigated.

Among the optimization calculations, Newton-type methods showed poor optimization performance due to the lack of robustness to avoid the convergence to local maximum/minimum on the objective function surfaces. Genetic Algorithms showed the best performance in finding optimum well trajectory and tubing parameters. In some cases, the polytope method performed well, though the performances of the polytope method were dependent on initial guess values for the iteration.

With the appropriate application of production optimization methods in deviated well designs, more profitable and realistic well design would be enabled for the future reservoir development.

Key words: production optimization, polytope method, Genetic Algorithm, net present value, well trajectory

1. はじめに

海洋油・ガス田や住宅密集地・自然公園内の油・ガス田の開発においては経済的要因、環境的配慮のために同一のプラットフォームや坑井敷地から複数の傾斜井を掘削することが一般的である。このようなケースでは、限られたプラットフォームや坑井敷地よりフィールド全体

をカバーするために油・ガス田の広がりによっては偏距の大きい傾斜坑井の掘削が必要となる。通常傾斜坑井における坑跡の最適化計算は、リグ能力、地層状況、坑井位置などの情報をもとに、掘削編成やケーシング降管時におけるトルク・ドラッグ計算やハイドロリック計算などに基づく掘削工学的見地から行われている。一方、生産工学的見地に基くと、傾斜坑井における坑跡は生産量を決定する重要なパラメータの 1 つであると言える。したがってプロジェクトの採算性向上を向上し、現在価値を高めるためには生産システム最適化計算を坑跡デザインに取り入れることは重要であると考えられる。現在

* 秋田大学工学資源学部 Faculty of Engineering and Resource Science, Akita University

までに生産システム最適化計算は油・ガス生産システムのさまざまな要素について行われているが、傾斜坑井においてその坑跡などを考慮した生産システム最適化計算の例は見られないようである。

本稿は微分値を用いた最適化法、関数値比較により最適化を行うポリトープ法、遺伝現象をモデル化して最適化計算に用いる遺伝的アルゴリズム (Genetic Algorithms: 以後 GA と記す) などを用いて傾斜坑井の生産システム最適化計算を行うことを目的とした。生産最適化計算ではプロジェクトの総現在価値を目的関数と定義し、坑跡およびチュービング径・深度を変数として目的関数の最大化計算を行い、各最適化法の効率・安定性などにつき比較・検討を行った。

2. 石油開発における生産最適化計算について

石油生産システムにおけるさまざまなパラメータを最適化するアプローチは90年代初頭より米国スタンフォード大学石油工学科ホーン教授を中心としたグループにおいて行われている。これら生産最適化計算の目的は従来まで技術者の経験などにより感覚的に決定されることの多かった石油生産システム上のパラメータを、プロジェクトの現在価値を目的関数としての最適化計算により決定することであり、これらの研究によって系統的かつ再現性のある生産システムのデザイン手法が確立しつつある。現在までに行われた生産システム最適化についての研究を以下にまとめる。

1991年, Carroll と Horne¹⁾ は油層, チュービング, チョーク, セパレータから構成される坑井生産システムにおける, チュービング径, セパレータ圧などの諸パラメータをニュートン法, ポリトープ法を用いて最適化した。1993年, Fujii と Horne²⁾ は前述の Carroll と Horne¹⁾ による坑井生産システムに, 地上生産システムにおけるパイプライン内流動計算モデルを組み合わせて複数坑井の存在するネットワーク状生産システムモデルを構築し, 複数坑井や地上パイプラインにおける生産パラメータを同時最適化した。またこの研究では GA が最適化計算に適用され, 多変数最適化に大きな能率改善が達成された。1997年, Palke と Horne³⁾ はコンポジショナルモデルを用い, 生産ガスの再圧入によるガスリフトデザインの最適化計算を行った。1998年, Yan と Horne⁴⁾ は油層シミュレーションモデルと最適化手法を組み合わせ, 油・ガス田開発におけるスケジューリングおよび坑井配置の最適化を行った。2000年, Güyagüler ら⁵⁾ は GA, ポリトープ法, クリギング法を組み合わせた複合型遺伝的アルゴリズムを考案した。そしてこの手法をメキシコ湾における水圧入プロジェクトの最適

化計算に適用し, 実フィールドでのプロジェクトデザインにおける最適化手法の有効性を検証した。

生産システム最適化計算の手法は目的関数の数式化と最適化手法を用いた目的関数の最適化 (最大化) の2段階に分かれて行われる。以下に現在までに用いられている主な最適化手法とその理論について簡単に説明する。

2.1 微分値を用いた方法

微分値を用いた方法としてはニュートン法, およびこれに類する擬似ニュートン法, ガウスニュートン法などが一般的に最適化問題に用いられている⁶⁾。いずれの手法も目的関数微分値 (二次もしくは一次のみ) を用いて最適解に近づく方法をとるが, 石油工学における最適化計算では通常微分値の解析解は存在せず, 差分法を用いて微分値を計算するため計算量が膨大となり効率的でないことが多い。

また, 微分値を用いた方法では目的関数に局所的最大値・最小値が存在する場合, 解がこれに収束し真の最大値・最小値に到達しないことがある。石油工学における最適化計算では, 目的関数が変数に対して単調に増減しないことが多く, 無数の局所的最大値・最小値を含む場合が多いため微分値を用いた方法は通常あまり有効ではない。

2.2 ポリトープ法

ポリトープ法は関数値の直接比較により最大値・最小値を発見する手法で, 微分値を用いないため目的関数が数式化できない最適化問題に適している。ポリトープ法の理論について最大化のケースを用いて以下に示す。

n 次元の最大化問題において, ポリトープ法は $n+1$ 個の点 ($x_1, x_2, \dots, x_n, x_{n+1}$) における関数値 ($F_1, F_2, \dots, F_n, F_{n+1}$) を計算することから始まる (図1参照)。これらの関数値は降順に以下のようにならび替えられる。

$$F_1 > F_2 > \dots > F_n > F_{n+1} \quad (1)$$

最も関数値の小さい x_{n+1} は残りの n 点の重心 c に対

図1 2次元表面におけるポリトープ法

する反射点 x_r によって以下のように置き換えられる。

$$c = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (2)$$

$$x_r = c + \alpha(c - x_{n+1}) \quad (3)$$

ここで、 $\alpha (\alpha > 0)$ は反射係数である。反射点 x_r については次の3ケースが起こりうる。

(1) $F_n < F_r < F_1$

x_r は最小点でも最大点でもない場合、 x_r を受容する。

(2) $F_r < F_n$

x_r は最小点となった場合、反射係数 α が大きすぎると判断して α を減少させ、図1に示したように縮小点 x_c を発生させる。 $F_n < F_c$ となるまでこの操作を繰り返す。

(3) $F_1 < F_r$

x_r が最大となり、反射方向が良い方向に行われていると判断されるため、さらに大きい反射係数 α を用いて図1に示した延長点 x_e を発生させる。 $F_r < F_e$ となる場合はこの延長点 x_e を受容する。

ポリトープ法では以上の過程を一段階とし、関数値の増加が十分に小さくなるまで反復計算を行う。ポリトープ法は収束路が直線的でないため収束速度は小さいが、局所的最大値・最小値に収束することはある程度避けられる。しかし、反復計算の初期段階に関数値評価点 ($x_1, x_2, \dots, x_n, x_{n+1}$) が十分広範囲に分布していない場合には局所的最大値・最小値に収束することがある⁶⁾。

2.3 遺伝的アルゴリズム

遺伝的アルゴリズム (GA) は生物の遺伝過程における自然選択、適者生存の法則を用いて目的関数の最大化・最小化を行う最適化手法で、現在ではさまざまな工学の分野で用いられている⁷⁾。GA はポリトープ法と同様に関数値の直接比較により最適化を行うため微分値の計算を必要とせず、石油工学における最適化計算のような目的関数が数式化できない最適化問題に適している。また、GA は反復計算において乱数を用いて新たな収束路を調査し、関数値の改善を図るため、十分な回数の反復計算を行うことにより局所的最大値・最小値への収束を回避できる特徴を持つ。

GA ではまず最適化の対象となる変数を図2に示した手順を用いて遺伝子形式に変換する。遺伝子は常に0と1からなる2進数で表示され、変数の総数とその要求される精度によりその長さが決定される。次にこの遺伝子に対して目的関数値を計算し、目的関数値をベースとしたさまざまな操作を行うことにより最適化計算を行う。これらの操作では適者生存の原理がモデル化され、世代交代による反復計算を繰り返すことにより目的関数の最適化が行われる。GA の代表的な操作について最大化の

図2 GA における変数の扱いの一例 (2 変数の場合)

ケースを用いて以下に説明する。

(1) 再生産

GA における反復計算では遺伝子の集まりを「世代」と呼び、反復計算1ステップが1世代に相当する。再生産は世代が交代する際に次世代を生産する、つまり生物が子孫を作る行為をモデル化したものである。まず第1世代では乱数を用いて遺伝子を発生させ、それぞれの遺伝子について目的関数値を計算する。第2世代を発生させる際には、関数値の大小すなわち遺伝子の優劣により重みをつけた上で乱数を用いて各遺伝子を再生産する。図3に一例を示したが、パイチャート上でルーレットを回転させるようにして再生産を行うため、この例では関数値の最も大きい2番目の遺伝子が最も高い出現確率を持つこととなる。関数値の低い遺伝子は再生産確率が低いため、世代が進むに連れて淘汰される。

(2) 組み換え

組み換えとは再生産の際に2つの遺伝子が交差状に組み換えられる現象をモデル化したものである。GA における組み換えは図4のように、2つの遺伝子を乱数で発生させたある位置において交換することにより行う。組み換えを起こす確率は GA における最適化効率を決定する重要なパラメータの1つであるが、最適化を行う問題の性質により適正值が異なるため最適化結果を検討し

図3 GA における再生産の一例

1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

5番目要素と6番目要素
の間で組み換え

1	1	1	1	1	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	1	1	1	1	1

図4 GAにおける組み換えの一例

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

5番目要素にお
いて突然変異

0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

図5 GAにおける突然変異の一例

ながら慎重に決定する必要がある。

(3) 突然変異

GAでは再生産、組み換えだけを用いると変数の組み合わせが限られ、次第に進化が停止してしまう。GAではこれを避けるため、突然変異の概念を用いて新たな変数を発生させて、進化の停止を抑制する。突然変異の操作は図5に示したとおり、再生産・組み換え後の遺伝子において乱数によって決定された個所の0または1を反転させることにより行われる。突然変異により収束路は現在位置とある程度の相関を残しつつ現在位置から離れた位置に移動する。突然変異は局所的最大値・最小値領域に収束しつつある収束路をその領域から脱出させ、真の最大値・最小値に到達させるためにGAでは重要な過程である。突然変異は多くの場合好ましくない変化を遺伝子に与えることになるが、これら好ましくない変化を起こした遺伝子は再生産の際に淘汰される結果となる。突然変異確率は組み換え確率と同様にGAにおける最適化効率を決定するパラメータであり、最適化を行う問題の性質により適正値が異なるため最適化結果を検討しながら慎重に決定する必要がある。

3. 生産システムモデルと計算手順

本稿では図6に示した油層、傾斜坑井、生産施設から構成される生産システムモデルを構築し、この生産システムの現在価値を最大化するための生産システム上のパラメータ最適化計算を行った。この生産システムは新規開発油層において、油層の近傍での新たな海上プラットフォームの建設が採算性もしくは環境面への配慮の都合

油ガスセパレータ

図6 最適化計算に用いた生産システム

上困難な場合に、水平距離の隔たった既存海上プラットフォームより生産井を掘削するというケースを想定している。

ここではまず傾斜坑井の坑跡最適化計算を行うための傾斜坑井坑跡の数式化について述べる。次にこの坑跡を持つ坑井、油層、生産施設などからなる生産システムの原油生産量の推定法とこのシステムを用いた原油生産プロジェクトの現在価値計算法について述べる。なお、本稿では計算はすべてフィールド単位系を用いたため、巻末にSI単位系への換算式を示した。

3.1 坑跡の数式化

傾斜坑井の掘削計画に関しては存在するフィールドや地層の特性により坑跡や掘削方法が制約されるようなケースがある。例えば、異常高圧層、逸水層が存在する場合などにおいてはこれらの区間を高傾斜で掘削することは掘削作業上の問題を増加させる結果となる場合があり、傾斜坑井のキックオフ深度はこれを考慮して決定する必要がある。本稿では上記のようなケースは想定せず、理想的なケースとして地層は均質であるとして、傾斜坑井は任意の深度からキックオフできるという設定を用いた。曲率については傾斜・水平部分へのケーシング挿入を前提として最大10(°/100ft)程度とした。坑跡はできるだけ滑らかな曲線となるように(4)式の対数曲線で表した。

$$y = p \log(x+q) + s \quad (4)$$

ここで、 x 、 y は坑口位置を原点(0, 0)とした場合の座標(x, y)であり、 p 、 q 、 s は坑跡を表す変数である。目的油層の深度、偏距をそれぞれ $x_{\text{reservoir}}$ 、 $y_{\text{reservoir}}$ とすると式(4)は目的油層進入地点を示す座標($x_{\text{reservoir}}$ 、 $y_{\text{reservoir}}$)を通るので p 、 q 、 s のうち1変数は消去され、坑跡は2変数を用いて表現することができる。また、垂直区間から傾斜区間へ移行するキックオフ深度を $y_{\text{kick-off}}$ とするとキックオフ地点の座標は(0, $y_{\text{kick-off}}$)と示され、 $y_{\text{kick-off}}$ は式(5)のように表される。

$$y_{kick-off} = p \log(q) + s \quad (5)$$

次に油層深度 5,000 (ft), 偏距 5,000 (ft) の傾斜坑井において, 対数曲線の漸近線をパラメータとし, キックオフ深度を 0 (ft), 2,000 (ft) としたときの坑跡を図 7 および図 8 に示す。各坑跡に見られるように, 漸近線値 q を $q=10^0$ と表現すると指数 b の変化に対して比較的一様な曲率の坑跡変化が得られ, 最適化において各変数の感度を一定に保ちやすい。そこで, 本稿ではこの指数 b とキックオフ深度 $y_{kick-off}$ を坑跡を表す変数として用いた。

3.2 坑跡に基づく生産量の推定法

今回用いた生産システムは図 6 に示したように油層部と管内流動部により構成される。油層部では物質収支モデルを用いた油層挙動計算が行われ, 管内流動部では二相流動相関式を用いた圧力損失計算が行われる。今回の

図 7 キックオフ深度 0ft における坑跡の例

図 8 キックオフ深度 2000ft における坑跡の例

最適化計算においては二相流動における圧力損失計算は原油生産量およびプロジェクト現在価値を決定付ける重要な部分である。したがって二相流動相関式を選択するに際しては坑跡が垂直から水平にまで変化しうることを考慮し, さまざまな角度の管内流動実験に基づいて作成され, 垂直流動だけではなく傾斜・水平流動の圧力損失計算にも適している Beggs & Brill⁹⁾ の相関式を用いることとした。また, 生産性指数は傾斜井の油層進入角度により異なる場合があるが, 本稿では油層厚さが十分に大きく油層内で任意の角度で坑井を仕上げられるケースを想定し, 生産性指数は油層進入角度にかかわらず一定とした。

生産システムにおいて, 上流端の油層圧と下流端のセパレータ圧を固定した場合, その間を流れる流量は Nodal Analysis⁹⁾ の概念を適用することにより一意的に決定される。計算では坑底をノードと設定し, このノードにおいて上流からと下流から計算した圧力がそれぞれ等しくなる流量をガウスニュートン法により求め, この流量を原油生産量とした。セパレータ圧力は操作条件であるため最適化期間内を通じて一定とした。油層圧力に関しては初期圧力のみを与えているので, 油層部では累計生産量が大きくなるのに伴い物質収支により油層圧力は減退し, 生産量の減少が生じる。

3.3 現在価値計算法

今回目的関数として用いたプロジェクトの現在価値は以下のように計算される。

$$NPV = -X_{drilling} + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i Y}{(r+1)^i} \quad (6)$$

ここで,

NPV : プロジェクトの現在価値 (US\$)

$X_{drilling}$: 掘削操業費用 (US\$)

Q_i : i 年目の原油生産量 (STB)

Y : 原油価格 (US\$/STB)

r : 金利

ただし, 原油価格, 金利は将来予測が困難なため一定とした。

掘削操業費用はリグ費用, ケーシングなどの資材費用, 物理検層費用などのすべての掘削操業経費を含むものとした。掘削操業においては坑井の傾斜角により掘削方法, 物理検層の方法, 使用泥水などが異なる場合があるため, 掘進率および 1 日当たりの掘削操業費用は坑井の傾斜により異なる場合がある。本稿ではこれを考慮して垂直掘り, 傾斜掘り, 水平掘りの掘削形態毎に掘削操業費用を算定し, これらを (7) 式に示したとおり積算することにより掘削操業費用総額を求めた。

$$X_{total} = L_V R_V Z_V + L_D R_D Z_D + L_H R_H Z_H \quad (7)$$

ここで

X_{total} : 総掘削操業費用 (US\$)

L : 掘削長さ (ft)

Z : 1日当たり掘削操業費用 (US\$/日)

R : 単位長さ当たりの掘削操業日数 (日/ft)

下添字

V, D, H : 垂直掘り, 傾斜掘り, 水平掘り

4. 計算結果と考察

ここでは前述の手法を用いて, 次の2つのケースについて最適化計算を行った。

ケース 1: 坑跡を決定するキックオフ深度と坑跡を示す漸近線値の2つを変数として扱う。

ケース 2: ケース 1 の2変数にチュービングサイズ, チュービング深度を加え, 4変数とする。

なお, 生産システムモデルにおける油層・生産データ, 掘削操業費については, 中東地域のある海上油田の実データを参考に表1および表2に示したとおり設定し, 両ケースに適用した。また, 現在価値計算においては原油生産期間を5年とし, 原油価格および金利はそれぞれ20 (US\$/STB), 5.0 (%/年) で一定とした。

以下に両ケースについての計算条件および最適化計算結果を述べ, 若干の考察を行う。

4.1 ケース1

表1 油層・生産データ

油層データ	
油層深度	5,000 (ft)
坑口ー油層距離	5,000 (ft)
油層圧力	2,000 (psi)
生産井生産性指数	10 (stb/psi)
原油比重	30 (°API)
溶解油ガス比	250 (scf/stb)
飽和圧力	1,000 (psi)
OOIP	10 ⁹ (STB)
岩石圧縮率	10.0×10 ⁻⁶ (psi ⁻¹)
生産データ	
セパレータ圧	100 (psi)
チュービング径	2.992 (inch)

表2 掘削操業日数および掘削操業費用

	掘削操業日数 (日/100 ft)	掘削操業費用 (US\$/日)
垂直掘り	0.25	50,000
傾斜掘り	0.33	60,000
水平掘り	0.50	80,000

ケース1では坑跡を決定するキックオフ深度 $y_{kick-off}$ と坑跡を示す対数曲線の漸近線値 (10^b) の指数 b との2変数を対象に最適化計算を行った。

はじめに坑跡と掘削費用の関係を図9の等高線図に示す。坑跡を示す対数曲線の漸近線値が大きい坑跡では, 掘削費用が大きい水平掘り区間が短いため掘削費用は低く抑えられた。逆に対数曲線の漸近線値が大きい坑跡では, 水平掘り区間が長くなり費用が増大する傾向が見られた。図9において掘削費用はキックオフ深度0 (ft), 漸近線値指数5において1.4 (mmUS\$) と最小となり, キックオフ深度4,000 (ft), 漸近線値指数0において2.5 (mmUS\$) と最大となった。

次に坑跡と原油生産による現在価値の関係を図10の等高線図に示す。算出された現在価値はキックオフ深度が浅く指数 b の大きい直線的な坑跡ほど低くなる傾向が

図9 坑跡と掘削費用の相関

図10 坑跡と原油生産による現在価値の相関

ある。これは今回用いた生産システムモデルでは油層圧力 2,000 (psi), 坑口圧力 100 (psi), 飽和圧力 1,000 (psi) と設定しており, チュービング内で流動圧力が飽和圧力以下に降下するため単相流から二相流への変化が起こることに起因している。直線的な坑跡を用いた場合には水頭差により管内圧力が管内流動の初期段階で飽和圧力以下となるため, 結果として坑跡全延長の多くの部分で油・ガスの二相流となり, 傾斜坑井全体では摩擦圧力損失量が大きくなる。また二相流領域においても直線的な坑跡の場合, 管内のガス占有容積の急激な増加により気泡流からスラグ流への変化が早期に起こり, 摩擦圧力損失を大きくする一因となっている。

これとは反対に, 指数 b の小さい L 字型に近い坑跡においては単相流領域の占める割合が大きくなり摩擦圧力損失量が小さくなるため, 原油生産による現在価値が大きくなった。ただし, 指数 b の小さい L 字型に近い坑跡では原油生産による現在価値の差は小さくなり, 図 10 における左上部分を除外した領域での現在価値の最大値と最小値の差は 2 (%) 以内にとどまった。図 10 における現在価値はキックオフ深度 0 (ft), 漸近線値指数 5 において 71.9 (mmUS\$) と最小となり, キックオフ深度 2,600 (ft), 漸近線値指数 1.0 において 77.8 (mmUS\$) と最大となった。

以上で計算した掘削費用と原油生産による現在価値を加算した, 坑跡と総現在価値の等高線図を図 11 に示す。算出された総現在価値等高線図は, 原油生産による現在価値が掘削費用に比べて大きい図 10 に似た傾向を示し, キックオフ深度が浅く直線的な坑跡ほど総現在価値が低くなる傾向がある。L 字型に近い坑跡においてはあまり現在価値に差は見られないもののキックオフ深度が 3,000 (ft) を超えた付近より掘削費用の増大の影響によ

る総現在価値の減少が観察された。図 11 における総現在価値はキックオフ深度 0 (ft), 漸近線値指数 5 において 70.5 (mmUS\$) と最小となり, キックオフ深度 3,000 (ft), 漸近線値指数 4.5 において 75.8 (mmUS\$) と最大となった。

以上の現在価値計算により, 坑底・坑口距離が小さいため直感的に採算性が高いと予測された直線的な坑跡は, 垂直二相流計算を取り入れた評価では最も現在価値が低い坑跡であることが明らかになった。ケース 1 において最適な範囲を 75.5 (mmUS\$) 以上と設定した場合, 最適な坑跡は同図にグレーで示した領域の変数組み合わせとなった。

以上は最適化手法を用いずに格子点状のパラメータ組み合わせを用いてマッピングを行い, 最適坑跡を調査した結果である。しかし, この手法は最適化対象となる変数が増えるに従い計算量が飛躍的に増大するため実用性を失う。そこで次に第 2 章で紹介した最適化手法を用いて最適な坑跡を直接的に求めた結果を示す。

微分値を用いた方法による最適化

微分値を用いた方法による最適化は石油工学における最適化問題において, 関数値変化の複雑性, 局所的最大値・最小値の影響のためあまり有効な手法ではない。これを検証するため, 擬似ニュートン法を用いて異なった初期値から最適化計算を行った。

図 12 は総現在価値を表す等高線図上における擬似ニュートン法を用いた収束路の例である。この図では 3 ケースの初期値を用いたが, 各初期値からの収束路はいずれも局所的最大値に収束し, 微分値を用いた方法を用いては最適解領域に到達できないことが明らかとなった。これより微分値を用いた最適化法が本ケースにおいて有効ではないことが示された。

図11 坑跡と総現在価値の相関

図12 擬似ニュートン法を用いた最適化

ポリトープ法を用いた最適化

ポリトープ法は変数が比較的少ない生産最適化において効率的であることが多い。ここではキックオフ深度 $y_{\text{kick-off}}$ と坑跡を示す対数曲線の漸近線値 (10^b) の指数 b の範囲を以下のように設定し坑跡の最適化計算を行った。最適化計算における反復回数は、実際に最適化計算を行い、目的関数値の増加がほぼ見られなくなった 100 (回) を上限とした。

$$0(\text{ft}) < \text{キックオフ深度}(\text{ft}) < 4,000(\text{ft})$$

$$0 < \text{漸近線値指数} < 5$$

図13にポリトープ法を用いた収束路の一例を示した。初期値 ($y_{\text{kick-off}}, b$) = (1,000, 4) から開始したこのケースは等高線図上の点 (217, 0.46) において収束したが、この点は図13において真の最大値ではなく局所的最大値であり、関数値は 75.3 (mmUS\$) にとどまった。これは本最適化問題において大部分の領域で等高線値の変化が乏しく、捜査領域が狭いポリトープ法では最適領域を発見できなかったことによると推測される。また、ポリトープ法はひとたび局所的最大値周辺に到達するとこれから脱出し難い傾向があり、これも真の最大値が発見できなかった一因となった。

ポリトープ法を用いたときの収束路は初期値に結果が影響されやすい傾向があるため、ここでは図13に示した初期値以外に初期値を変えて4回の最適化計算を行った。結果を表3に示す。4回の計算のうち、点 (4,000, 5) より開始した No. 4 については初期値が最適領域に近接しているため 76.0 (mmUS\$) と良好な最適化結果が得られた。しかしそれ以外の No. 1, No. 2, No. 3 については関数値が 75.5 (mmUS\$) 以下となり、収束路は図11に示した最適領域には到達しなかった。

以上より、ポリトープ法を用いた最適化計算では初期

図13 ポリトープ法を用いた最適化

表3 ポリトープ法を用いた最適化結果(ケース1)

No.	初期値および最適値	最大関数値 (mmUS\$)
1	(0, 0) (1046, 0.47)	75.3
2	(0, 5) (117, 0.09)	75.3
3	(4000, 0) (21, 0.58)	75.4
4	(4000, 5) (2871, 3.56)	76.0
平均		75.5

値を変化させて十分な回数の最適化計算を行うことが真の最適値を求めるのに必要なことであると推測される。

GA を用いた最適化

GA を用いた最適化計算では以下のとおり計算パラメータを設定した。

各変数の遺伝子長さ：8

世代数：10世代

世代あたり遺伝子数：10

組み換え頻度：100%

(再生産の際、必ず組み換えを行う)

突然変異確率：200%

(再生産の際、突然変異を2回起こす)

反復計算においては世代数を10世代とした。関数値計算回数は世代あたり遺伝子数と世代数の積で表されるため、関数値計算回数は $10(\text{回/世代}) \times 10(\text{世代}) = 100(\text{回})$ となり、ポリトープ法に用いた関数値計算回数 100 (回) と同一の関数値計算回数となった。

ケース1では変数ごとの遺伝子長さを8と設定しているため各変数を示す遺伝子は8桁の2進数であらわされる。よって、最適化に用いる各変数は $2^8 = 256$ より最小0、最大255の整数を線形変換して表現される。キックオフ $y_{\text{kick-off}}$ 深度と坑跡を示す対数曲線の漸近線値 (10^b) の指数 b については図2に説明した線形変換において (β, γ) をそれぞれ (16, 0), (0.02, 0) として変換を行い、以下のような範囲が設定される。

$$0(\text{ft}) < \text{キックオフ深度}(\text{ft}) < 4,096(\text{ft})$$

$$0 < \text{漸近線値指数} < 5.12$$

図14はGAを用いた最適化計算結果の2例を示す。第1世代を発生させる際、時間に依存する乱数を用いているため、初期値は計算毎に変化する。図14ではRun1, Run2ともに10世代以内に収束路は最適領域に到達し、GAの最適化効率の高さを示す結果となった。特に

図14 遺伝的アルゴリズムを用いた最適化

Run2 では収束路は点 (1,000, 1) 付近の局所的最大値に到達するが、微分値を用いた方法やポリトープ法に見られた局所的最大値への収束は起こらず、GA の収束路はさらに関数値の高い地域へと移動した。この例により GA が局所的最大値・最小値に対して優れた耐性を持つことが示された。

次に表 4 に合計 4 回の GA を用いた最適化計算の結果を示す。最終的な関数値は平均 75.8 (mmUS\$) となり、ポリトープ法を用いたときの最適化に比べて平均約 0.7 (%)、500 (mUS\$) 高い現在価値が得られた。

以上のように、坑跡に関する 2 変数の最適化問題であるケース 1 では GA は微分値を用いた方法やポリトープ法に比べて優れた安定性、効率性を示す結果が得られた。

4.2 ケース 2

ケース 1 ではチュービングに関して深度および径を一定と設定していたが、これらは坑井からの流量を大きく左右するパラメータであり、最適化の対象として重要である。そこで、ケース 2 ではケース 1 で用いた坑跡に加えてチュービング径、チュービング深度を最適化の対象

表 4 GA を用いた最適化結果(ケース 1)

No.	最適値	最大関数値 (mmUS\$)
1	(2704, 4.54)	75.8
2	(2768, 3.78)	75.7
3	(2992, 3.50)	75.9
4	(3104, 4.32)	75.8
平均		75.8

とし、4 変数の最適化計算を行った。

油層・生産および掘削費計算に用いたパラメータはケース 1 で用いたものと共通とし、チュービング深度およびチュービング径はそれぞれ 2,000-6,000 (ft)、2.5-4.0 (inch) の範囲で変化させた。また、チュービング深度以深は流体は 7 (inch) ケーシング内を流れることとして、ケーシング内径は 6.28 (inch) とした。

はじめにチュービング深度およびチュービング径の総現在価値に対する影響を調べるために、キックオフ深度を 3,000 (ft)、漸近線値指数 4 と固定し、マッピングを行った。計算結果を図 15 に示す。総現在価値はチュービング径に強く相関しており、最大径と設定した 4 (inch) において総現在価値は最大となった。チュービング深度については現在価値に対する強い相関は見られなかったが、4 (inch) の径を用いた場合においてはチュービング深度 3,500 (ft) 付近が最適値となった。次にポリトープ法および GA を用いて 4 変数の同時最適化計算を行った結果を示す。

ポリトープ法を用いた最適化

ケース 2 では各変数の範囲は以下のように設定した。

0 (ft) < キックオフ深度(ft) < 4,000(ft)

0 < 漸近線値指数 < 5

2,500(ft) < チュービング深度(ft) < 6,000(ft)

2.5(inch) < チュービング径(inch) < 4.0(inch)

また、反復計算回数については実際に最適化計算を行い、目的関数値の増加がほぼ見られなくなった 200 回を上限とした。結果は表 5 に示したように最適化計算後の現在価値は平均 103.9 (mmUS\$) となった。

GA を用いた最適化

ケース 2 における GA を用いた最適化計算では各変数の範囲を以下のように設定した。

図15 チュービング設定と総現在価値の相関

表5 ポリトープ法を用いた最適化結果(ケース2)

No.	初期値および最適値	最大関数値 (mmUS\$)
1	(0, 0, 2500, 2.5) (3996, 2.08, 3510, 4)	103.9
2	(4000, 5, 6000, 4) (3973, 3.53, 3550, 4)	104.0
3	(0, 0, 6000, 4) (3326, 0.01, 3393, 4)	103.8
4	(4000, 5, 2500, 2.5) (3031, 0.00, 3518, 4)	103.8
平均		103.9

表6 GAを用いた最適化結果(ケース2)

No.	最適値	最大関数値 (mmUS\$)
1	(3632, 4.54, 3508, 4)	104.2
2	(3632, 4.94, 4082, 4)	104.7
3	(3424, 4.68, 4306, 4)	104.3
4	(3056, 4.18, 4068, 4)	104.2
平均		104.4

0(ft)<キックオフ深度(ft)<4,096(ft)

0<漸近線値指数<5.12

2,500(ft)<チュービング深度(ft)<6,084(ft)

2.5(inch)<チュービング径(inch)<4.0(inch)

また、GA に関しての設定はケース1と共通であるが、世代数についてはポリトープ法を用いた最適化と同一の関数値計算回数となる20世代とした。結果は表6に示すとおり、最適化計算後の現在価値の平均は104.4(mmUS\$)となり、ポリトープ法を用いた場合に比べて平均約0.5(%)、500(mUS\$)高い現在価値が得られた。

以上のように、最適化変数を増加させたケース2においてもGAはポリトープ法に比べて優れた最適化結果を示した。

5. ま と め

本研究で得られた結果は以下のように総括される。

- 1) 傾斜坑井における坑跡は、油層・坑井からなるシステムにおいてその現在価値を大きく左右する要素であることが確認された。
- 2) 坑跡を決定するキックオフ深度、漸近線値指数を用いた傾斜坑井坑跡最適化計算において、GAはポ

リトープ法に比べて優れた効率性、安定性を示した。微分値を用いた方法では十分な最適化計算を行うことができなかった。

- 3) キックオフ深度、漸近線値指数にチュービング径・深度を加えた4変数の最適化問題においてもGAはポリトープ法に比べて優れた結果を示した。

以上のように、本研究ではGA、ポリトープ法などの最適化手法を用いることにより、傾斜坑井における生産システム最適化計算手法が示された。

今後の課題としては、坑跡の数式化においてミニマムカーバチャー法、カテナリー曲線などの掘削工学的見地に基づく最適坑跡設計法をとりいれた最適化計算を行うこと、掘削費用の計算においてケーシングプログラムを考慮してより厳密に現在価値を計算すること、坑井の生産性指数と坑跡の油層進入角度の相関を生産システムモデルに取り入れること、などが本研究をより実用的なものにするために必要であると考えられる。

謝 辞

本研究の実施にあたり、ご指導いただいた秋田大学工学資源学部秋林智教授、東京大学大学院工学系研究科藤田和男教授ならびに貴重なご助言をいただいたアラビア石油株式会社上田善紹氏、太田仁氏に厚く感謝の意を表します。

SI 単位換算係数

inch×2.54*	E-02=m
feet×3.048*	E-01=m
bbl×1.589874	E-01=m ³
psi×.894757	E+03=Pa

*は正確な値

引 用 文 献

- 1) Carroll, J. A. and Horne, R. N., 1992 : Multivariate Optimization of Production Systems. *JPT*, July, 782-789, 831
- 2) Fujii, H. and Horne, R. N., 1995 : Multivariate Optimization of Networked Production Systems. *SPE Production & Facilities*, August, 165-171.
- 3) Palke, M. R. and Horne, R. N., 1997 : Nonlinear Optimization of Well Production Considering Gas Lift and Phase Behavior. *SPE37428* presented at SPE Production Operations Symposium.
- 4) Pan, Y. and Horne, R. N., 1998 : Improved Method for Multivariate Optimization of Field Development Scheduling and Well Placement Design. *SPE 49055* presented at ATCE 1998.

- 5) Güyagüler, B., Horne, R. N., *et al.*, 2000 : Optimization of Well Placement in a Gulf of Mexico Waterflooding Project. *SPE63221* presented at ACTE 2000.
- 6) Gill, P. E., Murray, W., Wright, M. H., 1981 : *Practical Optimization*, Academic Press Inc., New York.
- 7) Goldberg, D. E., 1989 : *Genetic Algorithm in Search, Optimization, and Machine Learning*, Addison-Wesley Publishing Co., New York.
- 8) Beggs, H. D., Brill, J. P., 1973 : A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *JPT*, May, 607-617.
- 9) Brown, K. E., Lea, J. F., 1985 : Nodal Analysis of Oil and Gas Wells. *JPT*, October 1751-1763.